



# Quel avenir pour le marché français de l'électricité ?

*Jean-Pierre Angelier*  
*Professeur d'économie*  
*Laboratoire d'Économie de la Production et de l'Intégration Internationale (LEPII)*  
*CNRS et Université de Grenoble*

---

*Forum Clients ERDF Méditerranée*  
*21 septembre 2009*  
*Aix en Provence*

# Une transformation majeure : l'ouverture à la concurrence de la fourniture d'électricité

- ❑ Après un demi siècle de quasi monopole public de l'électricité (particulièrement efficace en France), le secteur de l'électricité est ouvert à la concurrence : un choix politique.
- ❑ Le transport et la distribution restent monopoles publics (RTE et ERDF) car *monopoles naturels*. Une agence de régulation (la *Commission de Régulation de l'Energie*) organise et surveille la concurrence.
- ❑ Ouverture à la concurrence de l'offre d'énergie électrique, selon le calendrier suivant :
  - ❑ Juin 2000 : les sites industriels ayant une consommation annuelle supérieure à 16 GWh sont éligibles.
  - ❑ Février 2003 : les sites industriels ayant une consommation annuelle supérieure à 7 GWh sont éligibles.
  - ❑ Juillet 2004 : toutes les entreprises et toutes les collectivités locales sont éligibles.
  - ❑ Juillet 2007 : tous les consommateurs, y compris résidentiels, sont éligibles.
- ❑ Une mesure transitoire est adoptée : la possibilité de s'approvisionner à un tarif réglementé auprès des anciens opérateurs historiques reste ouverte.
- ❑ **Un problème sérieux se pose, dès 2004 : les prix de marché de l'électricité augmentent fortement, alors qu'on attendait une baisse, du fait de l'ouverture à la concurrence.**

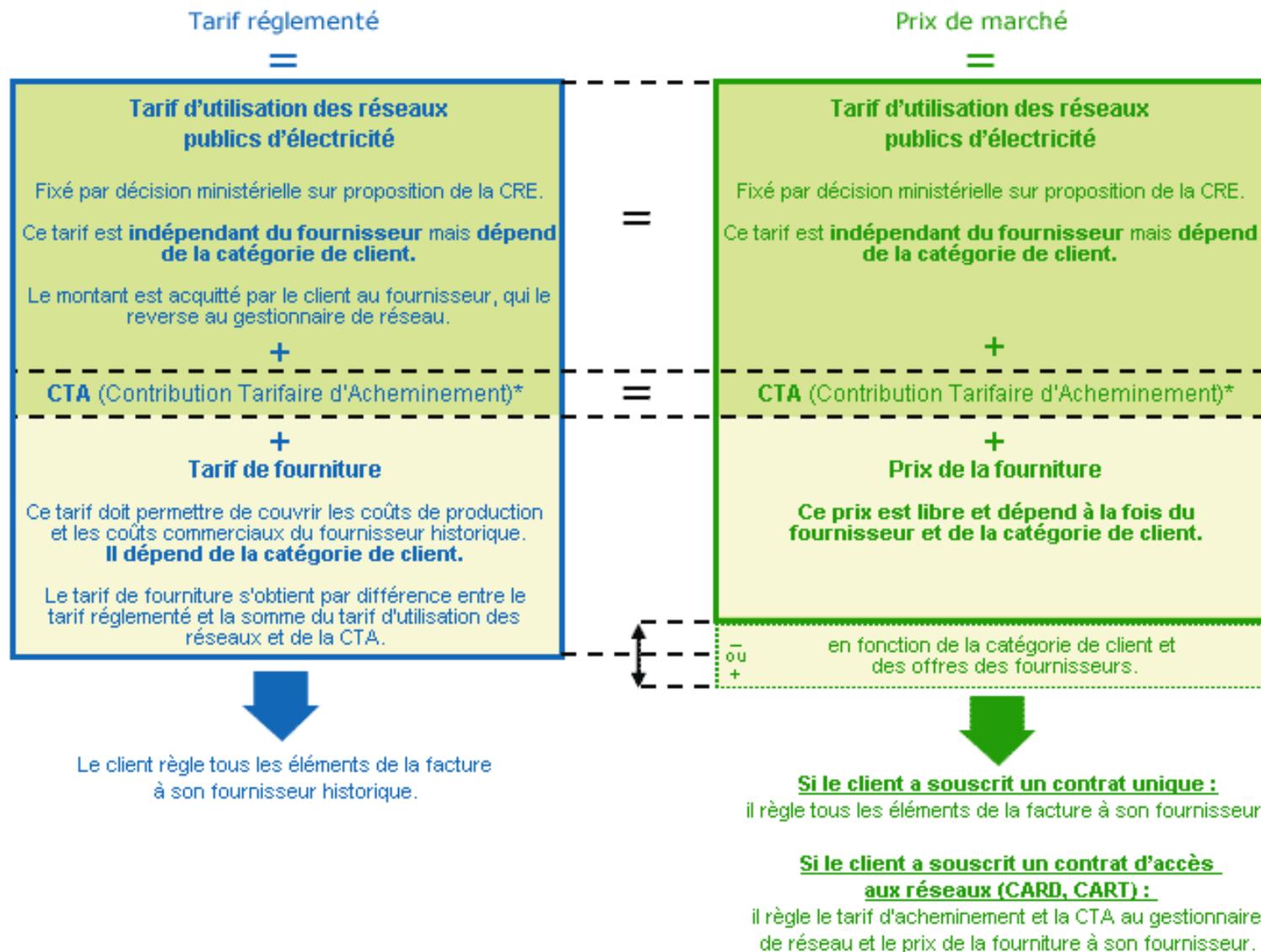
## Démarche :

I – État des lieux de l'ouverture à la concurrence

II – Perspectives d'évolution du marché français de l'électricité

## Deux types de contrats coexistent toujours :

### Prix de détail hors taxes appliqués aux clients finals



# **I - Etat des lieux**

## **1 – Une ouverture timide**

## **2 – Les causes du faible engagement des consommateurs dans la concurrence**

## **3 – Les mécanismes de détermination des tarifs réglementés**

## **4 – Les mécanismes de détermination des prix de l'électricité sur un marché concurrentiel**

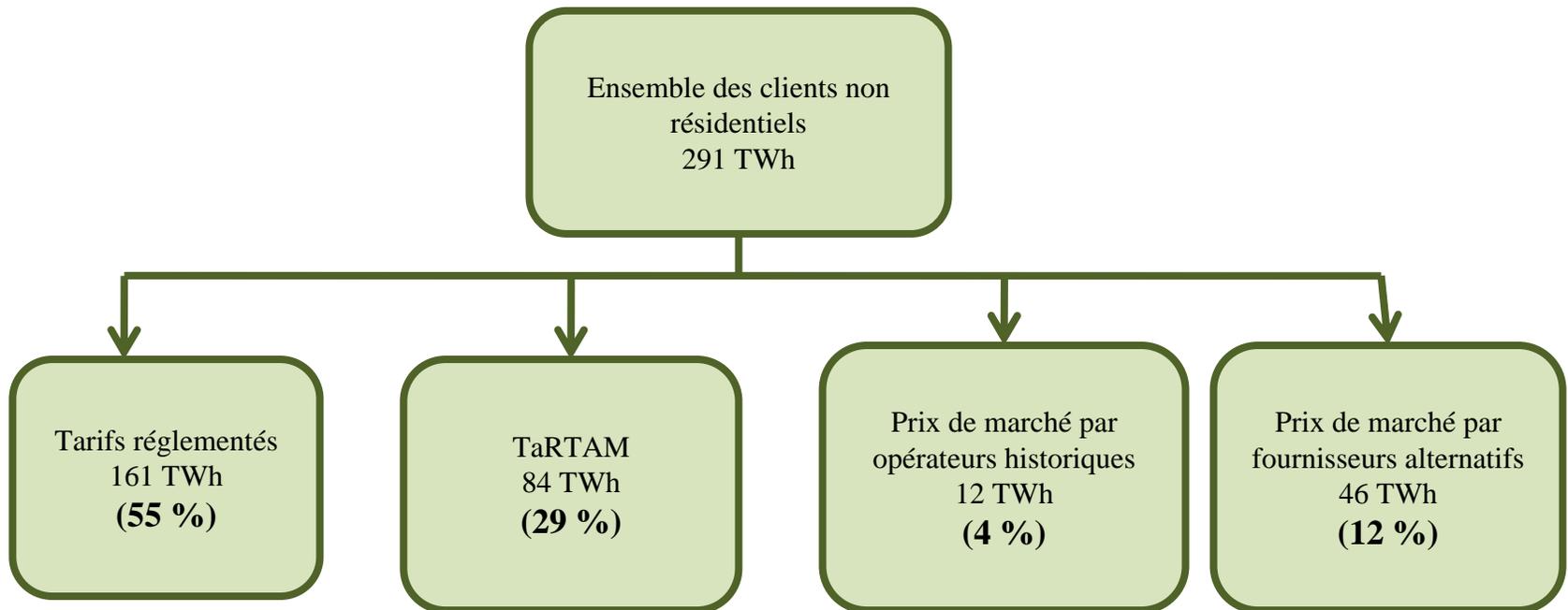
## **5 - Conclusion**

# 1 – Une ouverture timide

## Les différents types de contrats de fourniture d'électricité, clients non résidentiels

(au 31 mars 2009)

Source : CRE, Observatoire des marchés

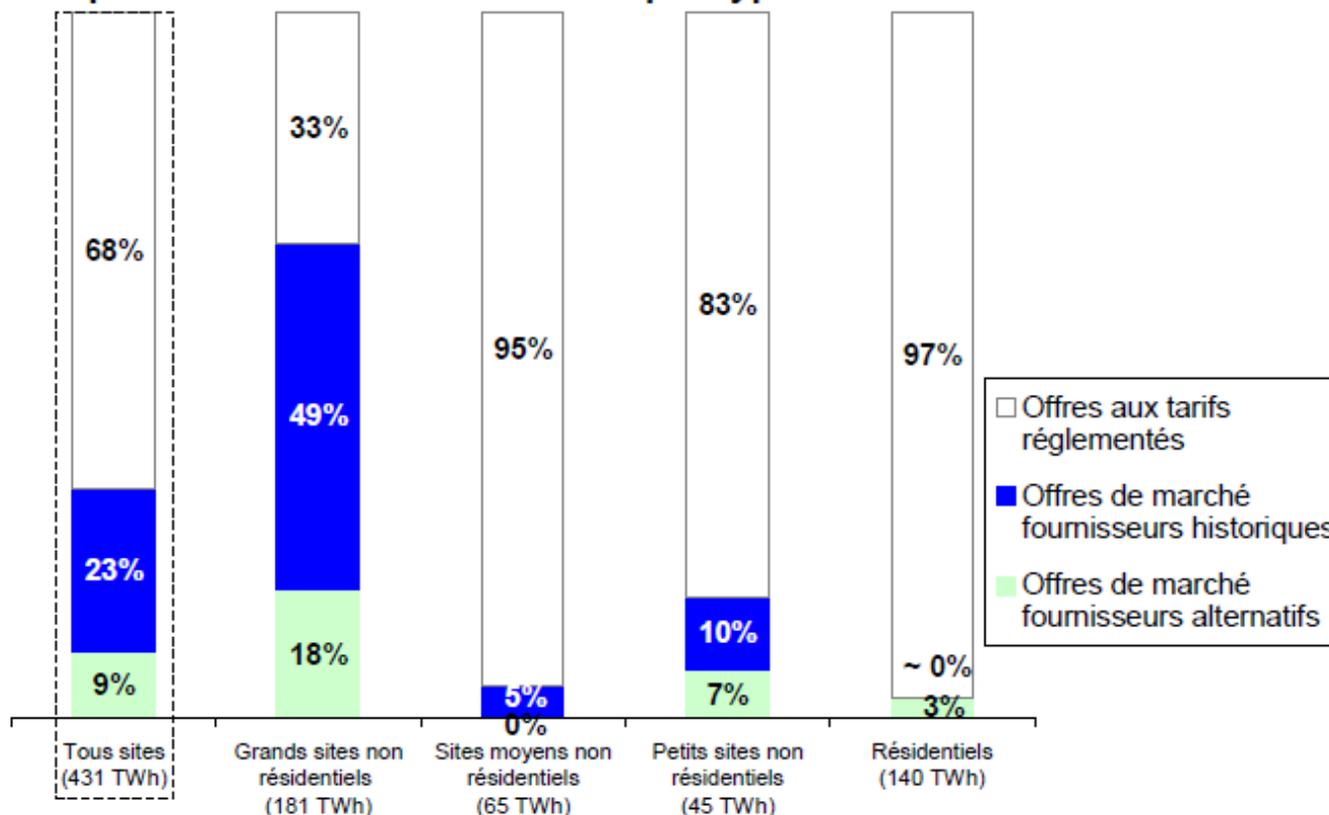


**Hors marché : 84 % de l'électricité**

**Marché : 16 % de l'électricité**

Répartition des sites (consommations en TWh) selon le type d'offre choisi (au 31 mars 2009) :

Répartition des consommations par type d'offre au 31 mars 2009

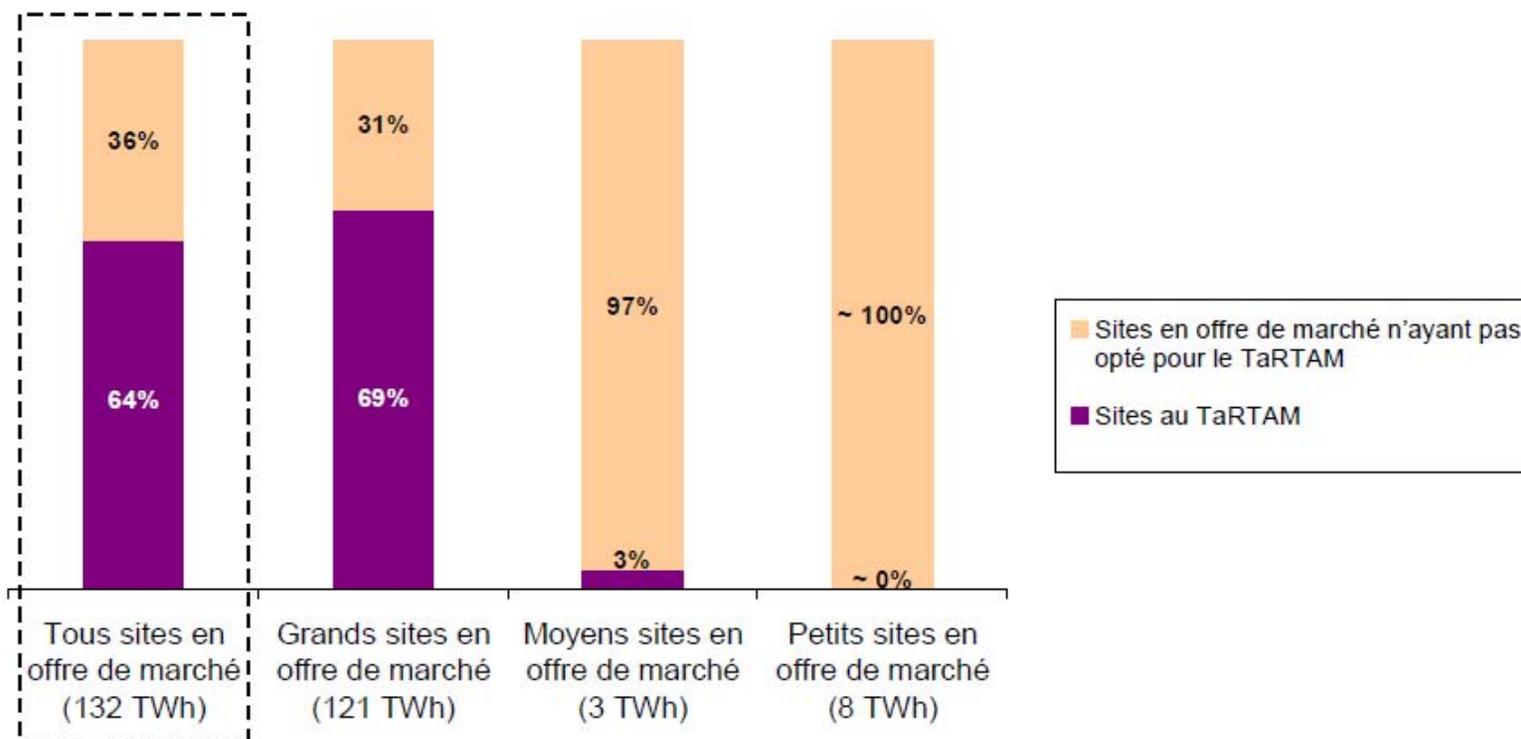


Sources : GRD, RTE, Fournisseurs historiques – Analyse : CRE

NB : Les sites au TaRTAM sont comptabilisés avec les sites en offre de marché.

## Les gros consommateurs ont largement recours au TaRTAM :

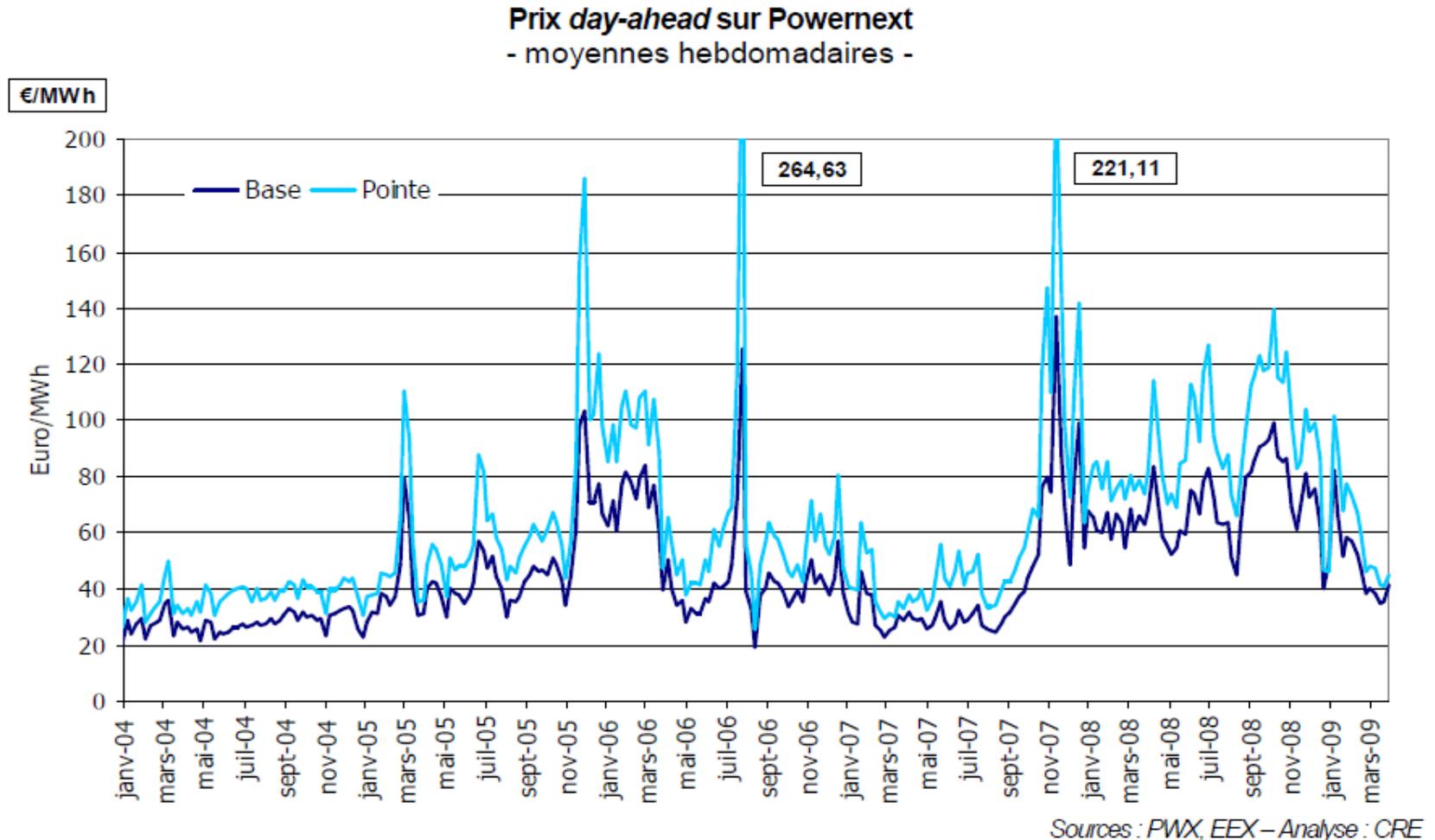
**Part de la consommation des sites au TaRTAM rapportée à la consommation de l'ensemble des sites non résidentiels en offre de marché au 31 mars 2009**



Sources : GRD, Fournisseurs – Analyse : CRE

## 2 - Les causes du faible engagement des consommateurs dans la concurrence

Une forte volatilité des cours de l'électricité sur les marchés

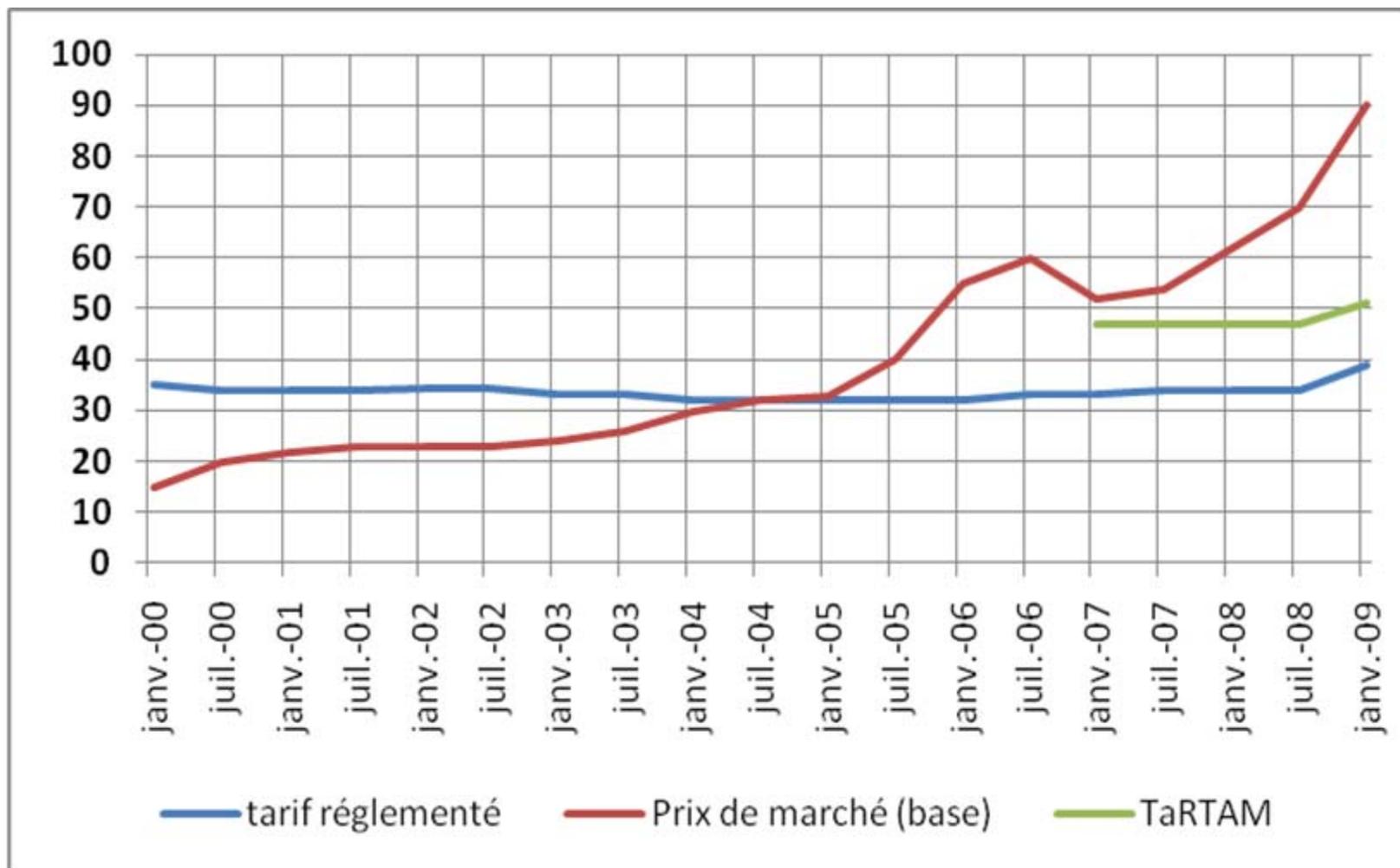


Et seconde cause, majeure, du faible engagement des consommateurs dans la concurrence :

## Prix de marché et tarifs réglementés de l'électricité, France, 2001-2009 (€/MWh)

Site au tarif vert A moyen diminué du tarif moyen d'accès au réseau

(d'après CRE, septembre 2008)



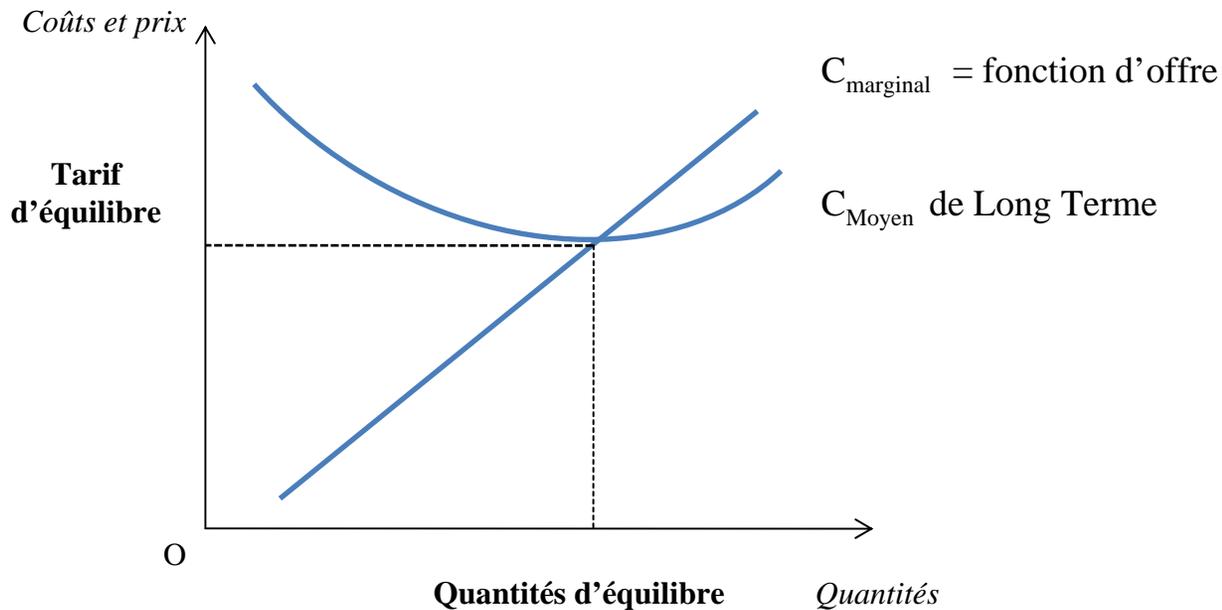
### 3 - Les mécanismes de détermination des tarifs réglementés

❑ Une pratique ancienne de la tarification.

❑ Évaluation des coûts de référence par la DGEMP, et Programmation Pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

❑ La formule du coût de référence :

$$p = \sum_{n=1}^N \frac{I}{Q_n(1+i)^n} + d$$

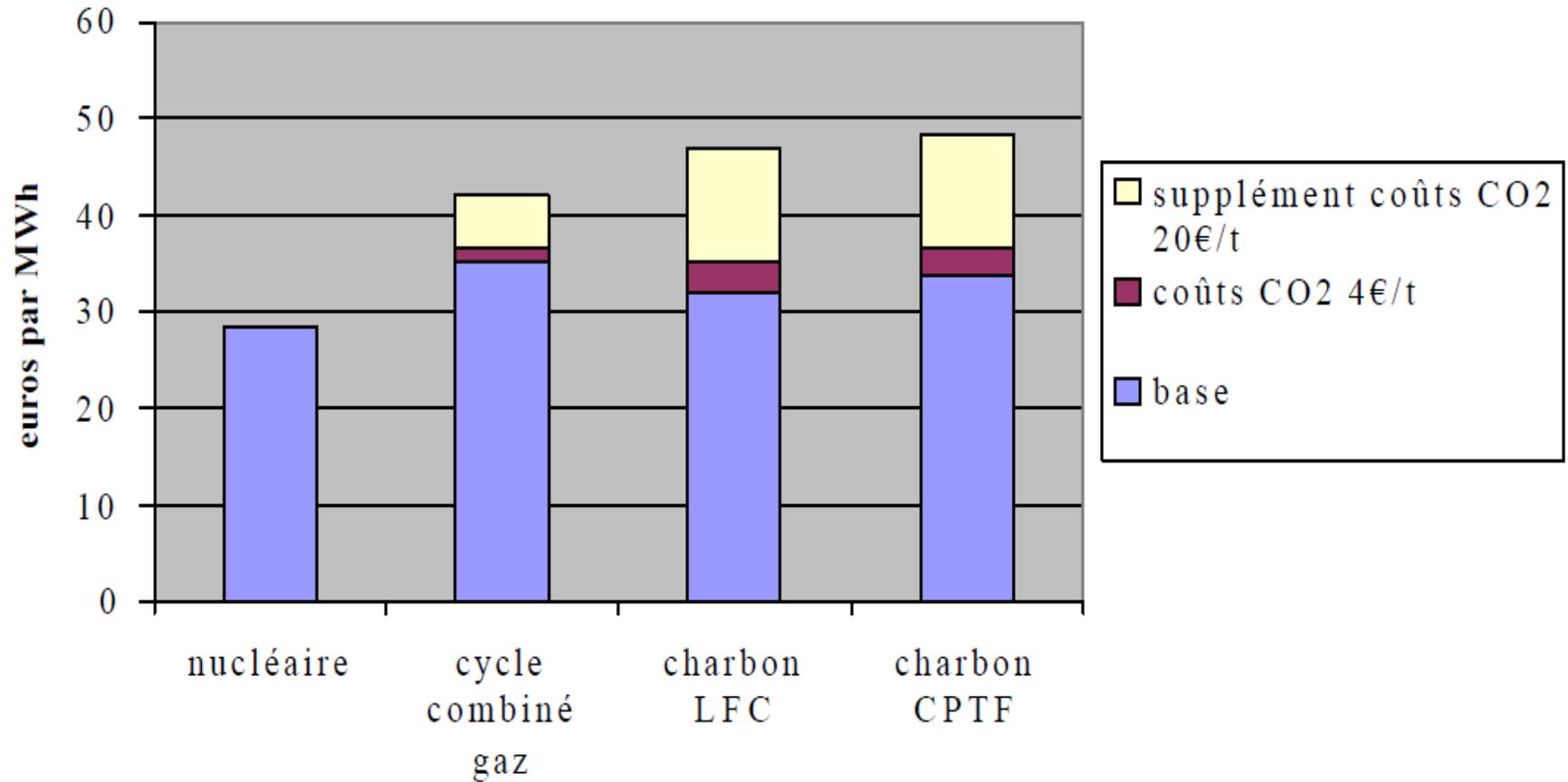


## La base de la détermination des tarifs de l'électricité en 2003 :

Coût de référence du MWh en 2015, production en base, TTC, avec coûts de CO<sub>2</sub>,

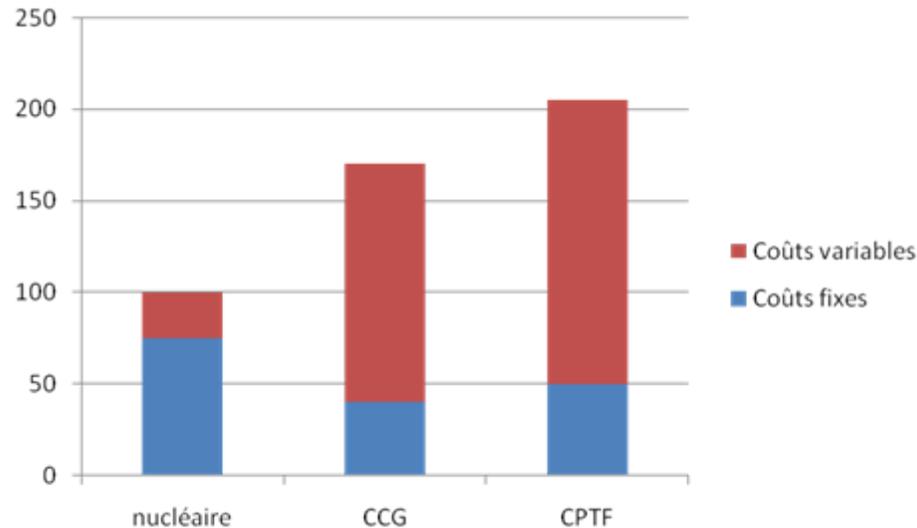
taux d'actualisation de 8 %, 8000 heures de fonctionnement

(Source : DGEMP, 2003)



## Le même exercice réalisé en 2009 :

Compétitivité relative du MWh nucléaire, gaz, charbon, avec coût de CO<sub>2</sub> de 50 €/t  
coûts estimés pour 2015 (coût du nucléaire = 100 %)  
(PPI 2009)



Hypothèses de la PPI :  
1€ = 1,15\$  
Gaz naturel : 6,5\$/Mbtu  
Charbon CIF ARA : 60\$/t  
Brent : 55 \$/b  
Uranium naturel : 52 \$/lb  
CO<sub>2</sub> : 50 €/t

- ❑ Coût du nucléaire : tranche EPR 1650 MW ; coût estimé pour construction en série (AREVA ) = 35 €/MWh
- ❑ CCG : centrales à cycle combiné à gaz, 450 MW ; coût estimé = 60 €/MWh
- ❑ CPTF : centrale à charbon pulvérisé avec traitement des fumées, 900 MW ; coût estimé = 70 €/MWh

## Un exemple d'application du principe des coûts de référence :

### La hausse des tarifs réglementés du 1<sup>er</sup> août 2009

	Tarif réglementé de vente moyen hors taxes et hors CTA (€/MWh)	
	Avant le 1 <sup>er</sup> août	Depuis le 1 <sup>er</sup> août
Bleu	88,2	89,8
Jaune	72,8	75,8
Vert	55,3	58,1

*Source : calculs CRE sur la base de données EDF*

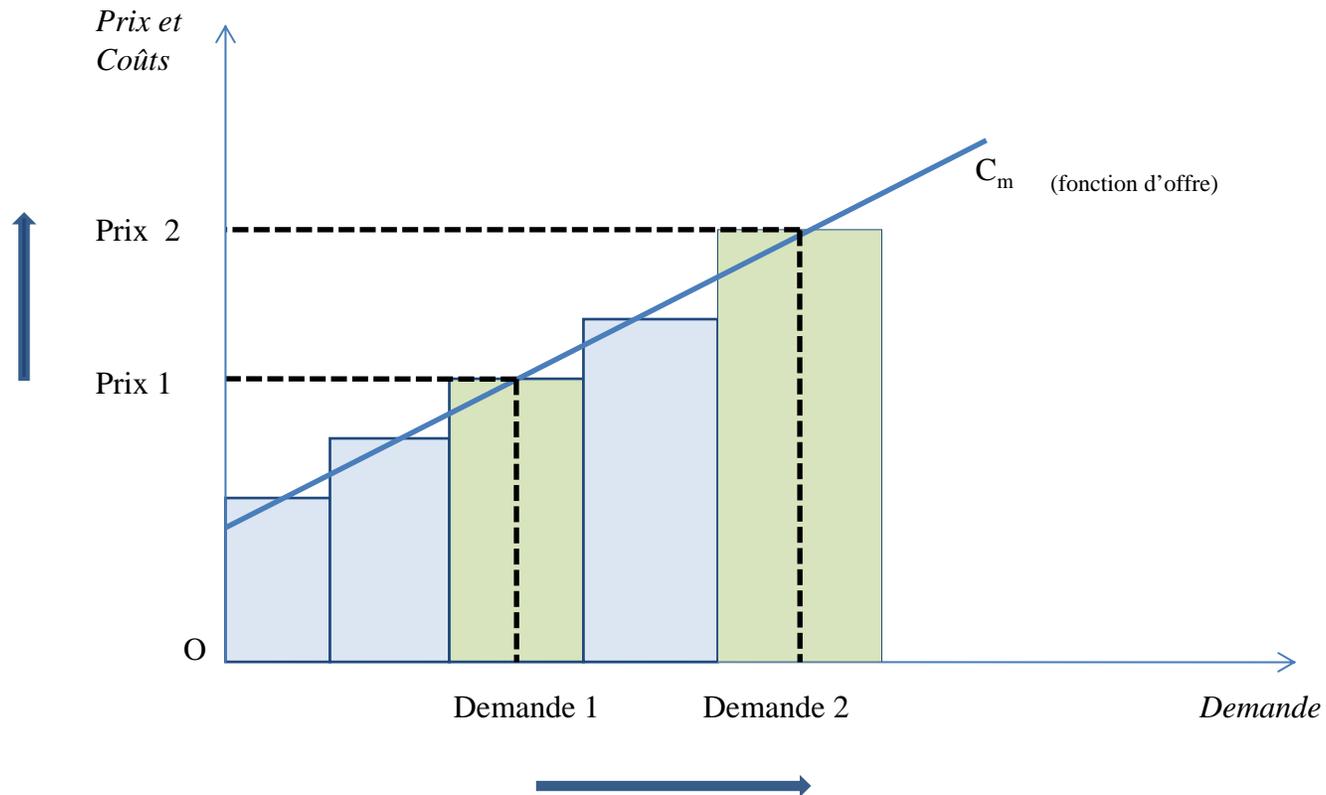
Le principe du coût de référence s'applique également (désormais avec des nuances) au TURPE :

Tarif	Hausse moyenne du TURPE (€/MWh)	Hausse moyenne du tarif réglementé de vente (hors CTA) (€/MWh)
Bleu	1,2	1,6
Jaune	1,7	3,0
Vert	0,6	2,8
Moyen	1,2	2,2

*Source : calculs CRE sur la base de données EDF*

## 4 - Les mécanismes de détermination des prix de l'électricité sur un marché concurrentiel

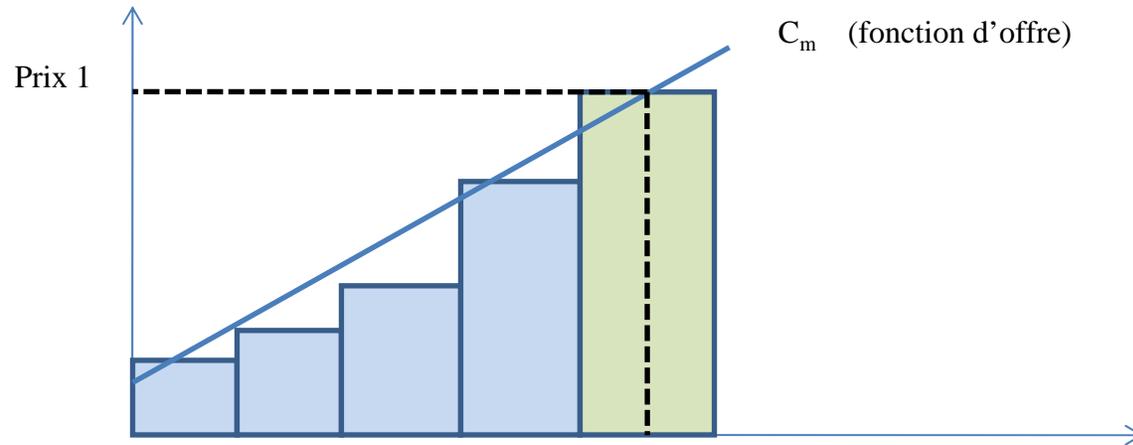
- Le prix de marché = coût de production du dernier kWh nécessaire pour satisfaire la demande
- Ordre de mérite des centrales



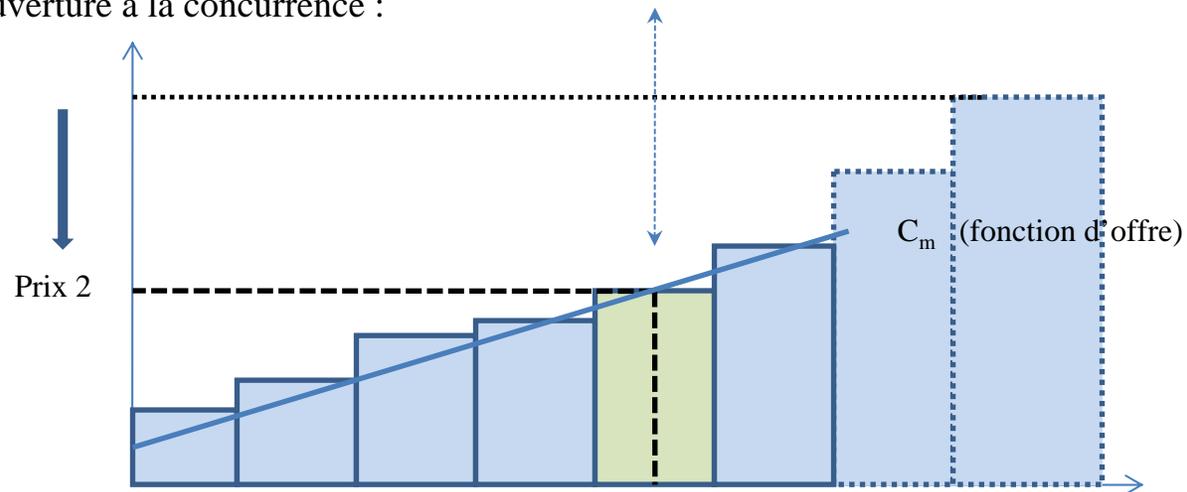
## La concurrence peut entraîner une baisse des prix :

Ce que l'on attend de la concurrence

Avant l'ouverture à la concurrence :



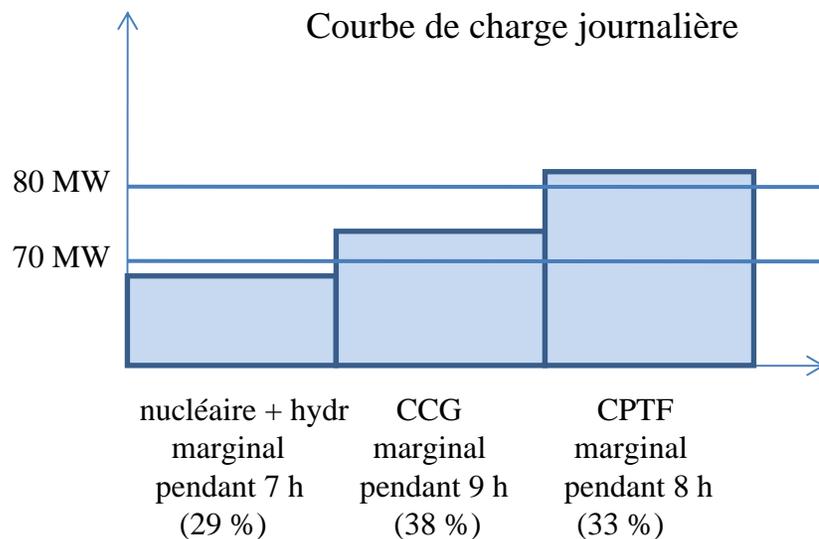
Grâce à l'ouverture à la concurrence :



Les nouveaux entrants investissent dans des capacités plus efficaces



## Illustration chiffrée simple : calcul du prix de marché et du tarif pour un même réseau électrique

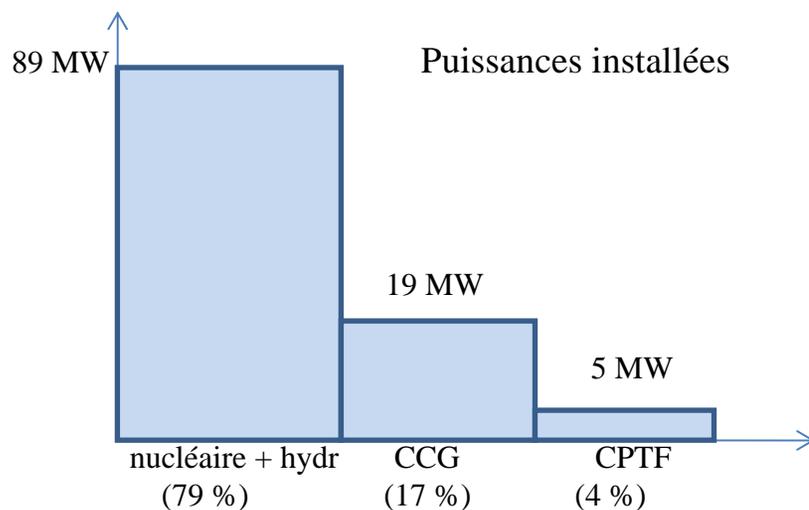


### Coûts du MWh :

- ☐ Nucléaire : 35 €/MWh
- ☐ CCG : 60 €/MWh
- ☐ CPTF : 70 €/MWh

### Prix de marché :

$$\begin{aligned}
 & 35 \times 0,29 \\
 + & 60 \times 0,38 \\
 + & 70 \times 0,33 \\
 = & \mathbf{56 \text{ €/MWh}}
 \end{aligned}$$



### Tarif réglementé :

$$\begin{aligned}
 & 35 \times 0,79 \\
 + & 60 \times 0,17 \\
 + & 70 \times 0,04 \\
 = & \mathbf{40,6 \text{ €/MWh}}
 \end{aligned}$$

## Les principaux fournisseurs d'électricité désormais en concurrence pour l'approvisionnement des sites non résidentiels en France :

- EDF
- Gaz Électricité de Grenoble (distributeur et producteur français local, puis national)
- ÉS Énergie (Électricité de Strasbourg, distributeur et producteur français local)
- CNR (filiale de l'électricien belge Electrabel)
- SHEM (filiale de l'électricien belge Electrabel)
- SNET (filiale de l'électricien allemand E.On)
  
- GDF Suez (électricien et gazier belgo français)
- Electrabel (électricien belge, filiale de GDFSuez)
- E.On France (filiale de l'électricien allemand)
- Alpiq (ex ATEL, producteur suisse)
- EGL (producteur suisse)
- ENEL (électricien italien)
- Endesa Energia (électricien espagnol)
- Iberdrola (électricien espagnol)
- HEW Énergies (filiale de l'électricien suédois Vattenfall)
  
- KalibraXE (courtier français)
- Poweo (nouvel entrant, courtier et producteur français d'électricité)
- Direct Énergie (nouvel entrant, courtier et producteur français d'électricité verte)
- Enercoop (producteur français coopératif d'électricité verte)
- Edenkia (filiale Veolia – EDF)
- Alterna (Clair'Énergie ; collectivités locales)

Mais la concurrence peut s'exercer de différentes manières :

La concurrence permet aux entreprises de mettre en œuvre des stratégies distinctes

Les principales stratégies génériques pouvant être mises en œuvre :

- Stratégie de coût et de prix
- Stratégie de différenciation du produit
- Stratégie de focalisation

Les moyens de la stratégie :

- Croissance interne
- Croissance externe

Une stratégie financière est très généralement préférée à d'autres stratégies possibles :

### Croissance externe des principales entreprises électriques européennes dans l'Union Européenne

<i>Pays et principaux opérateurs électriques</i>		<b>Contrôlent ou détiennent des participations significatives dans les opérateurs européens suivants :</b>							
		<i>France</i>	<i>Royaume Uni</i>	<i>Allemagne</i>	<i>Italie</i>	<i>Belgique</i>	<i>Espagne</i>	<i>Pays Nordiques</i>	<i>Europe de l'Est</i>
<i>France</i>	EDF →		EDF Energy British Energy	EnBW	Edison	EDF Belgium			X
<i>Royaume-Uni</i>	EDF Energy								
	British Energy								
	PowerGen								
	Centrica								
<i>Allemagne</i>	E.On →	SNET	PowerGen					X	X
	RWE →		Innogy					X	X
<i>Italie</i>	ENEL →					Endesa			X
<i>Belgique</i>	Electrabel →	CNR SHEM							
<i>Espagne</i>	Endesa								
	Iberdrola →		Scottish Power						
<i>Pays Nordiques</i>	Vattenfall →			Vattenfall				X	X

## 5 - Conclusion sur l'ouverture des marchés électriques à la concurrence

- ❑ Une ouverture très limitée (16 % de la consommation des clients non résidentiels).
- ❑ Qui s'explique par des prix de marché très volatils, et qui deviennent très nettement supérieurs aux tarifs réglementés.
- ❑ La théorie économique nous apprend qu'un prix de marché correspond au coût de production du dernier kWh nécessaire à la satisfaction de la demande : dans le court terme, le prix de marché est, sans surprise, supérieur au tarif régulé (qui pour sa part correspond au coût moyen de long terme).
- ❑ Les producteurs d'électricité réalisent des investissements financiers et non pas des investissements physiques en capacités de pointe : le prix de marché devrait donc rester élevé.
- ❑ **L'inconnue principale : des progrès dans la régulation du marché électrique pourraient faire baisser les prix.**

## II – Perspectives d'évolution du marché français de l'électricité

- ❑ L'ouverture à la concurrence des marchés électriques est un choix politique français et européen qui ne saurait être remis en cause.
  
  - ❑ Contrairement à ce qui était attendu du jeu de la concurrence, les prix de l'électricité augmentent, alors qu'en France, l'essentiel de la production provient de générations électriques insensibles aux coûts des combustibles (fioul, gaz, charbon).
  
  - ❑ **Différents mécanismes correcteurs de la concurrence actuelle doivent être mis en œuvre pour éviter que dans un avenir proche, les prix de l'électricité continuent à rester élevés, ou à s'élever encore.**
- 
- ❑ Les prix élevés de l'électricité sont une préoccupation majeure pour les politiques, mais pas la seule.
  
  - ❑ Les données économiques semblent plutôt présager une tendance à la baisse des prix de l'électricité, du moins dans la conjoncture actuelle.
  
  - ❑ Mais des inconnues institutionnelles fondamentales demeurent, à l'échelle européenne et à l'échelle française : elles sont déterminantes pour l'avenir.

## **II – Perspectives d'évolution du marché français de l'électricité**

**1 – Ce que disent les marchés financiers de l'électricité**

**2 – Les fondamentaux**

**3 – Les changements institutionnels européens**

**4 – Les changements institutionnels français**

**5 – Synthèse : trois scénarios envisageables**

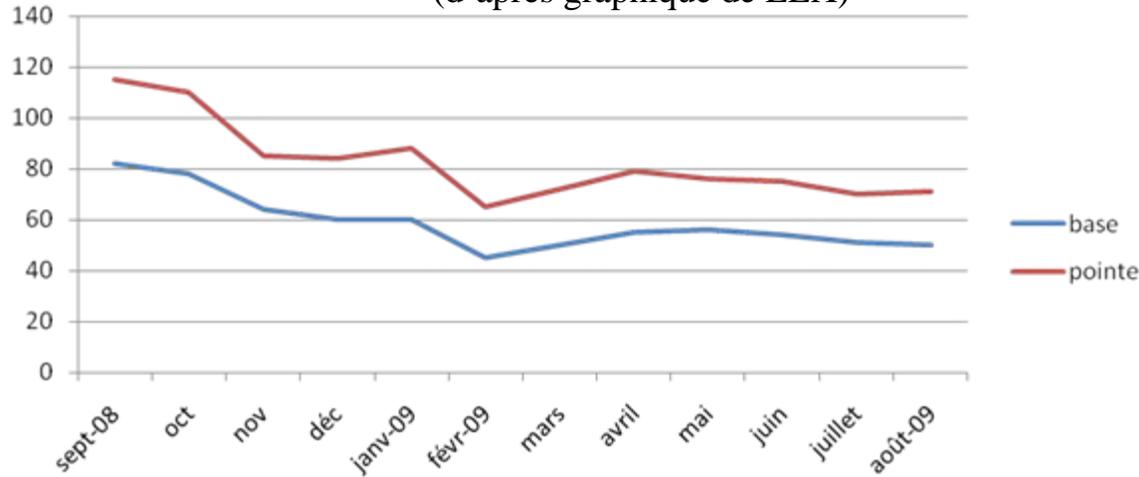
**6 - Conclusion**

Les prix de l'électricité baissent, pour des raisons conjoncturelles :

## 1 – Les marchés financiers de l'électricité

Prix des contrats *futures* sur le marché français de l'électricité (€/MWh)

(d'après graphique de EEX)



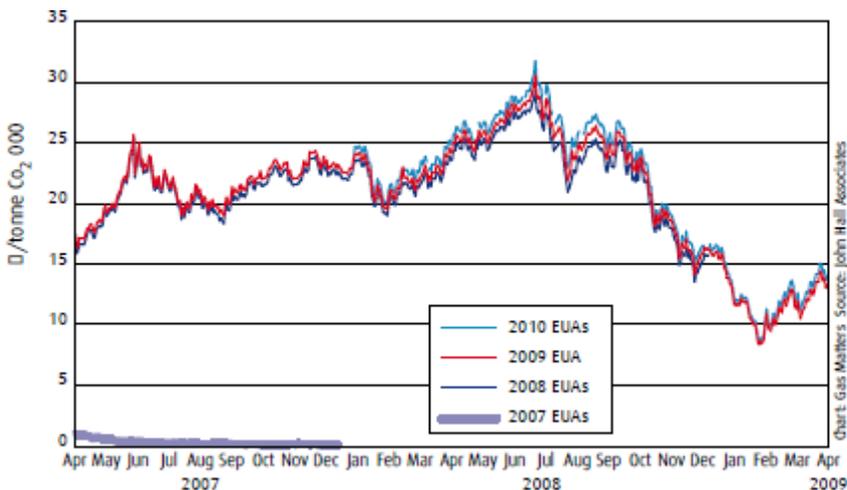
Prix des contrats futures PJM Western Electricity sur le NYMEX (\$/MWh)



Tendance baissière aussi pour les permis d'émission de CO<sub>2</sub> et le prix des combustibles :

## 2 – Des fondamentaux plutôt favorables

Cours *futures* des permis d'émission de CO<sub>2</sub> sur la bourse EEX (en €/t CO<sub>2</sub>)



Surcoût du MWh pour un permis d'émission de CO<sub>2</sub> de 15€/t CO<sub>2</sub> selon le combustible utilisé :

- Gaz naturel : + 6,2 €/MWh
- Fuel : + 10,7 €/MWh
- Charbon : + 13,5 €/MWh

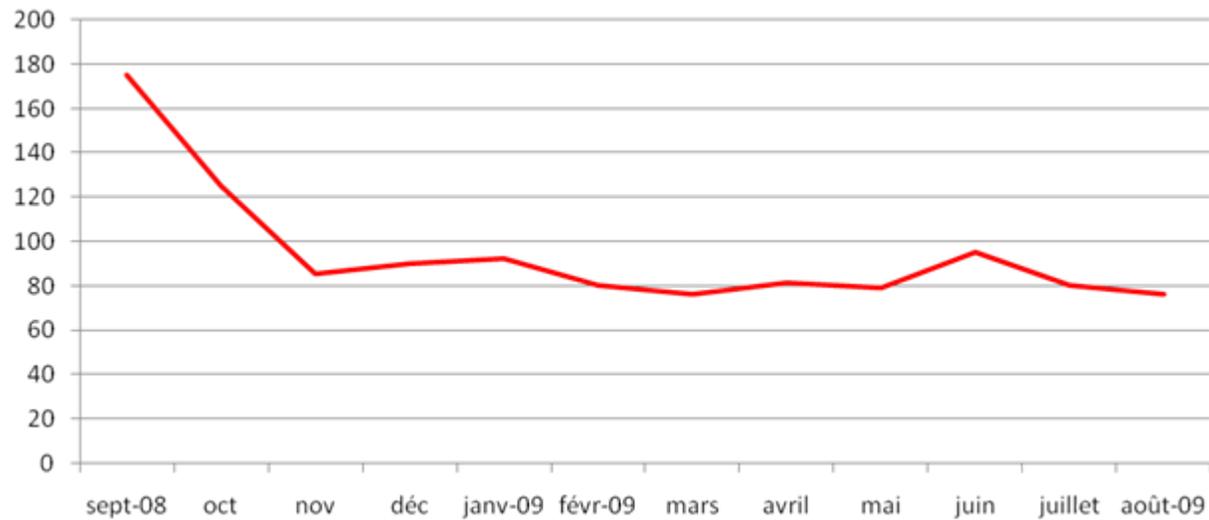
Cours *futures* du gaz naturel sur le NYMEX (en \$/Mbtu)



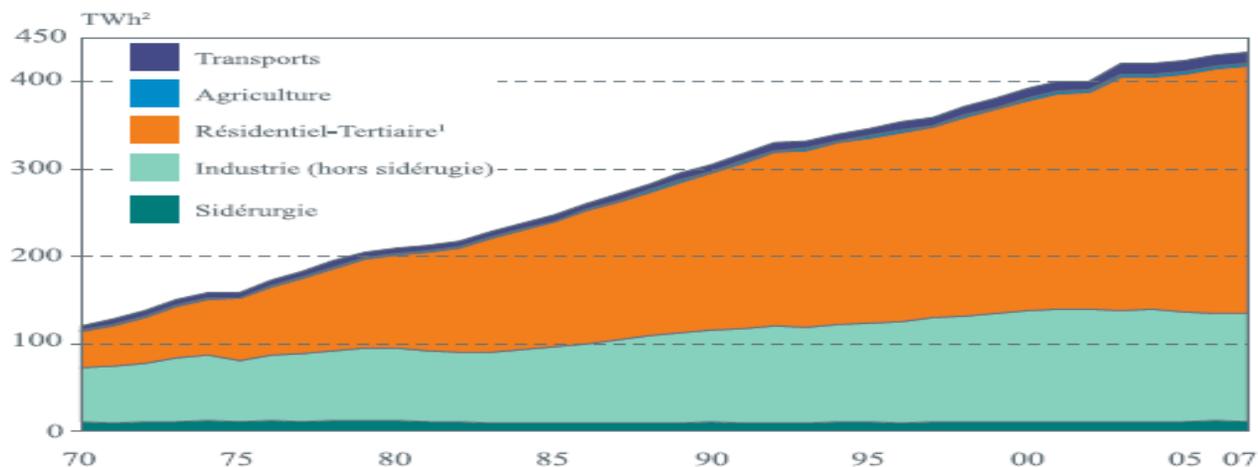
## Cours futures du fuel sur le NYMEX (en \$/us gallon)



## Cours futures du charbon vapeur zone ARA, en \$/t (d'après graphique de EEX)

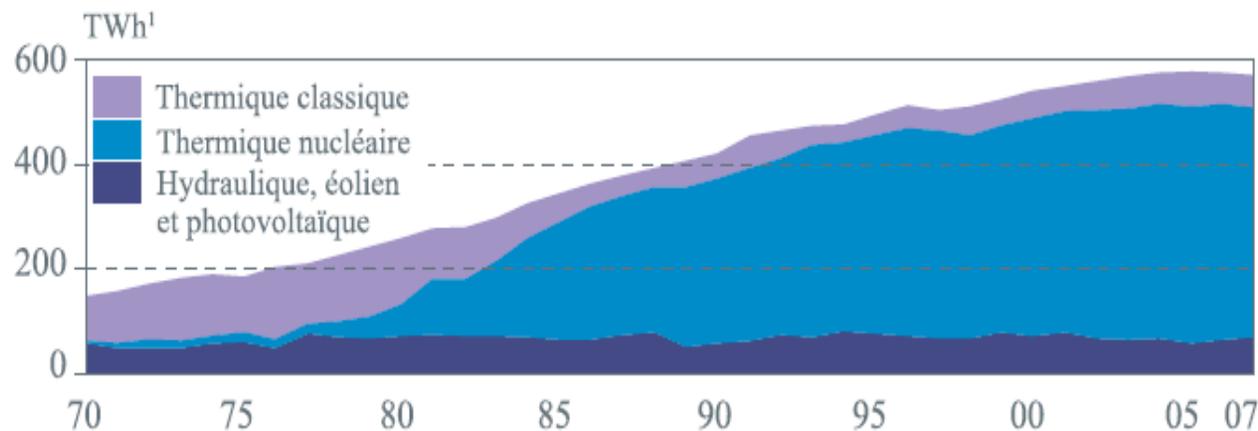


## L'équilibre offre-demande sur le marché électrique français, 1970-2007 :



- Évolution de la consommation finale d'électricité en France, 1970-2007 : + 3,5 %/an
- Évolution de la production brute d'électricité de France, 1970-2007 : + 3,7 %/an

D'après RTE, sécurité d'approvisionnement assurée jusqu'en 2013.



- **Excédent des capacités de base (exportations vers l'Allemagne)**
- **Déficit des capacités de pointe (importations depuis l'Allemagne)**

La France dispose toujours d'un prix de l'électricité compétitif, d'une rente nucléaire :

### 3 – Les inconnues institutionnelles, à l'échelle européenne

Comparaison internationale des prix de l'électricité (2007)

(client industriel, 1 MW de puissance)

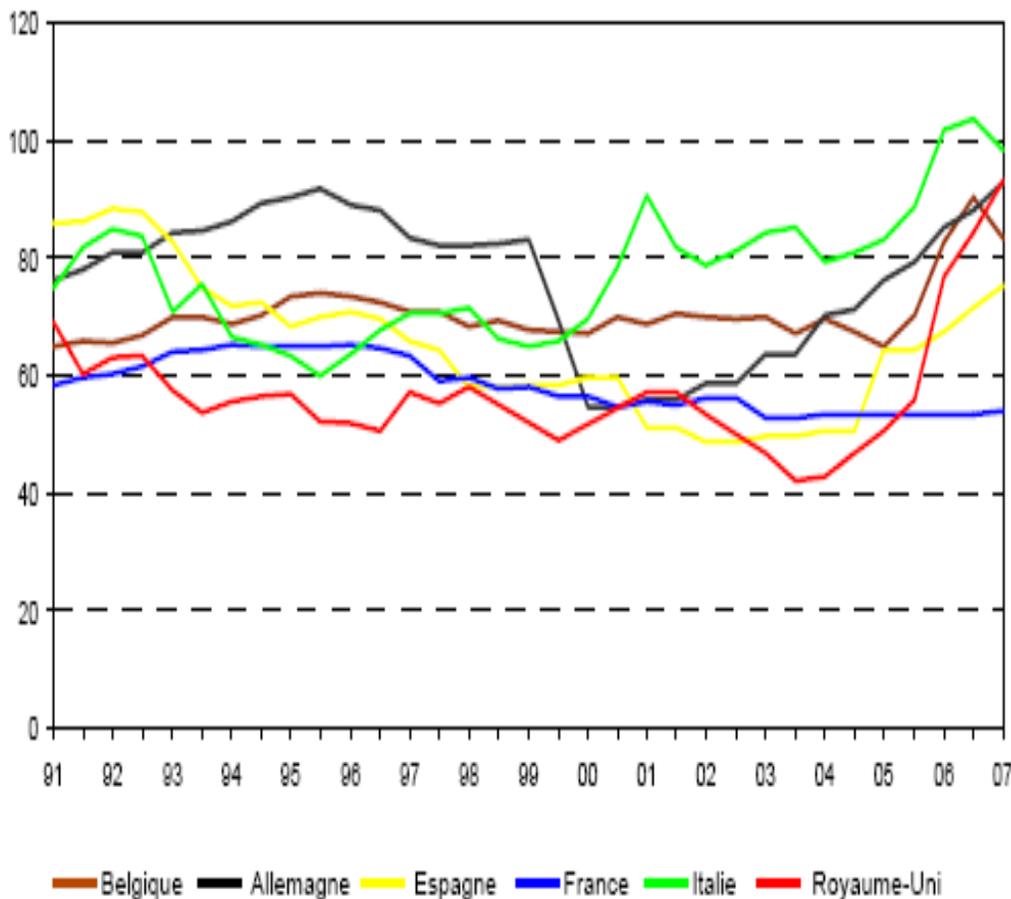
Classement 2007	Classement 2006	Pays	Coût en € / kWh	Évolution 2006/2007
1	1	Danemark	0,1714	-3,4 %
2	2	Italie	0,1179	+8,1 %
3	7	Allemagne	0,0985	-2,9 %
4	4	Pays-Bas	0,0945	+4,2 %
5	6	Belgique	0,0856	-1 %
6	3	Royaume-Uni	0,0836	-10,6 %
7	8	Espagne	0,0775	+1,2 %
8	9	États-Unis	0,0695	+4,7 %
9	5	France (marché dérégulé)	0,0640	-26,3 %
10	14	Australie	0,0532	+19,1 %
11	12	France (marché régulé)	0,0530	+1,5 %
12	10	Finlande	0,0520	-21,9 %
13	11	Suède	0,0494	-14,4 %

(Source : National Utility Service Consulting)

# Partout en Europe, les prix de l'électricité s'élèvent... sauf en France (tarifs réglementés)

Prix grands sites industriels

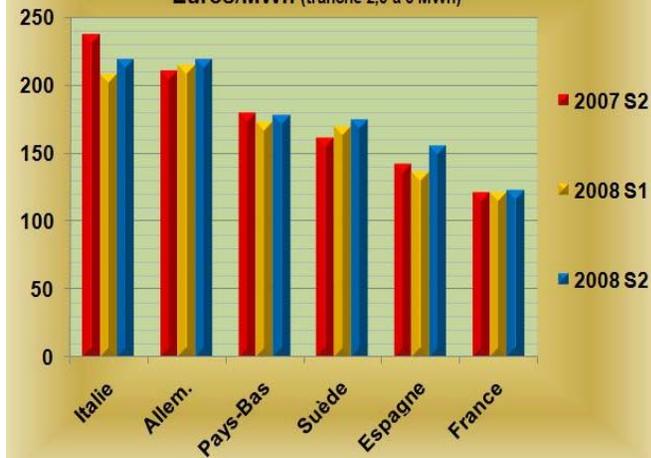
Unité : €/MWh



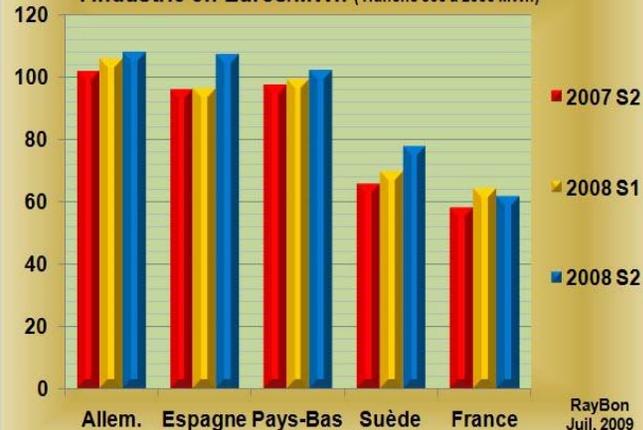
Pour mémoire, il est procédé à deux relevés annuels, au 1er janvier et au 1er juillet.

Source : Observatoire de l'Énergie d'après Eurostat (janvier 2007)

Prix TTC de l'électricité vendue aux foyers en Euros/MWh (tranche 2,5 à 5 MWh)



Prix hors TVA de l'électricité vendue à l'industrie en Euros/MWh (Tranche 500 à 2000 MWh)

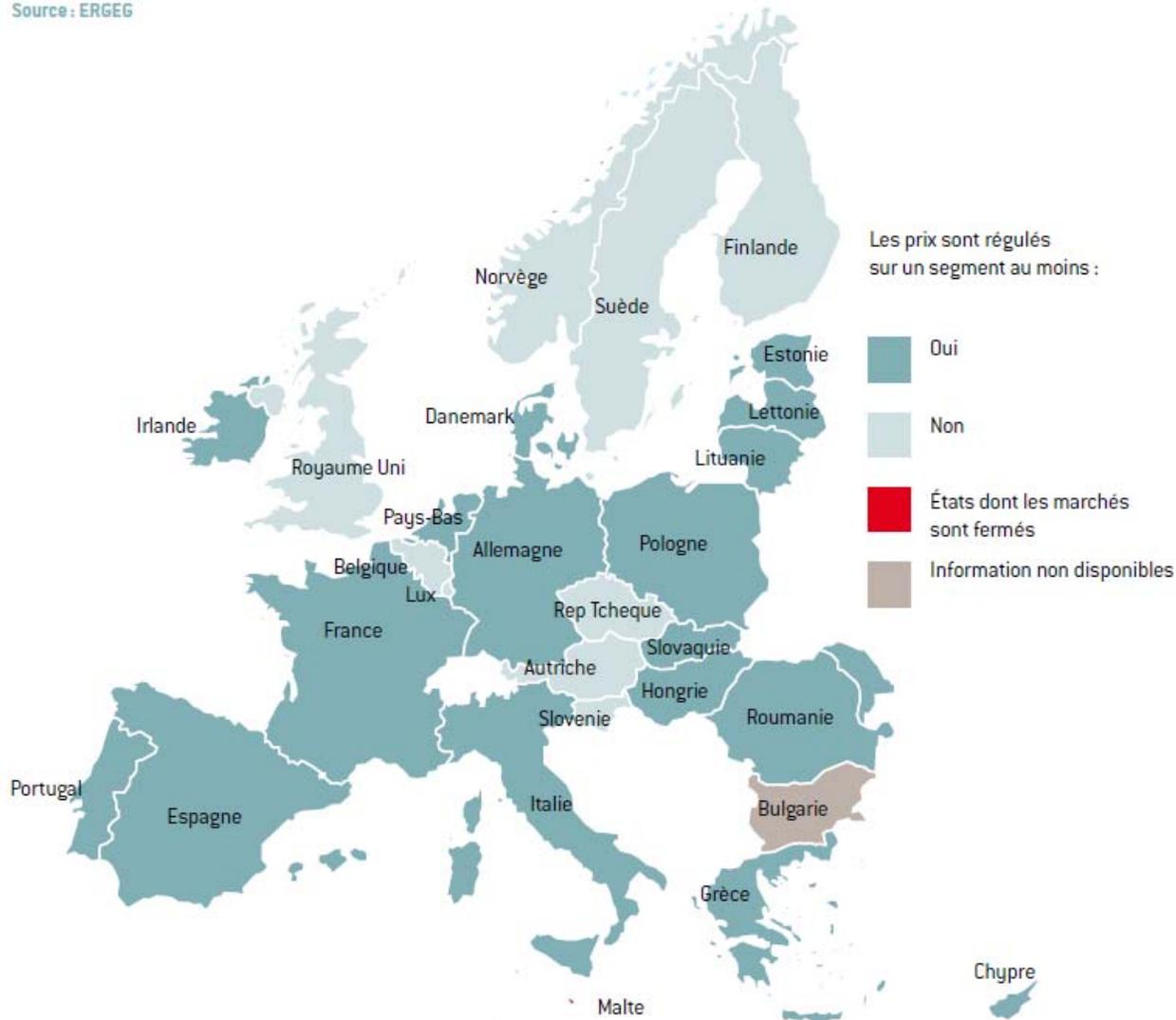


RayBon  
Juil. 2009

Il semble que les tarifs régulés restent largement pratiqués dans l'Union Européenne :

## Pays pratiquant un tarif de détail régulé de l'électricité en Europe (juin 2007)

Source : ERGEG



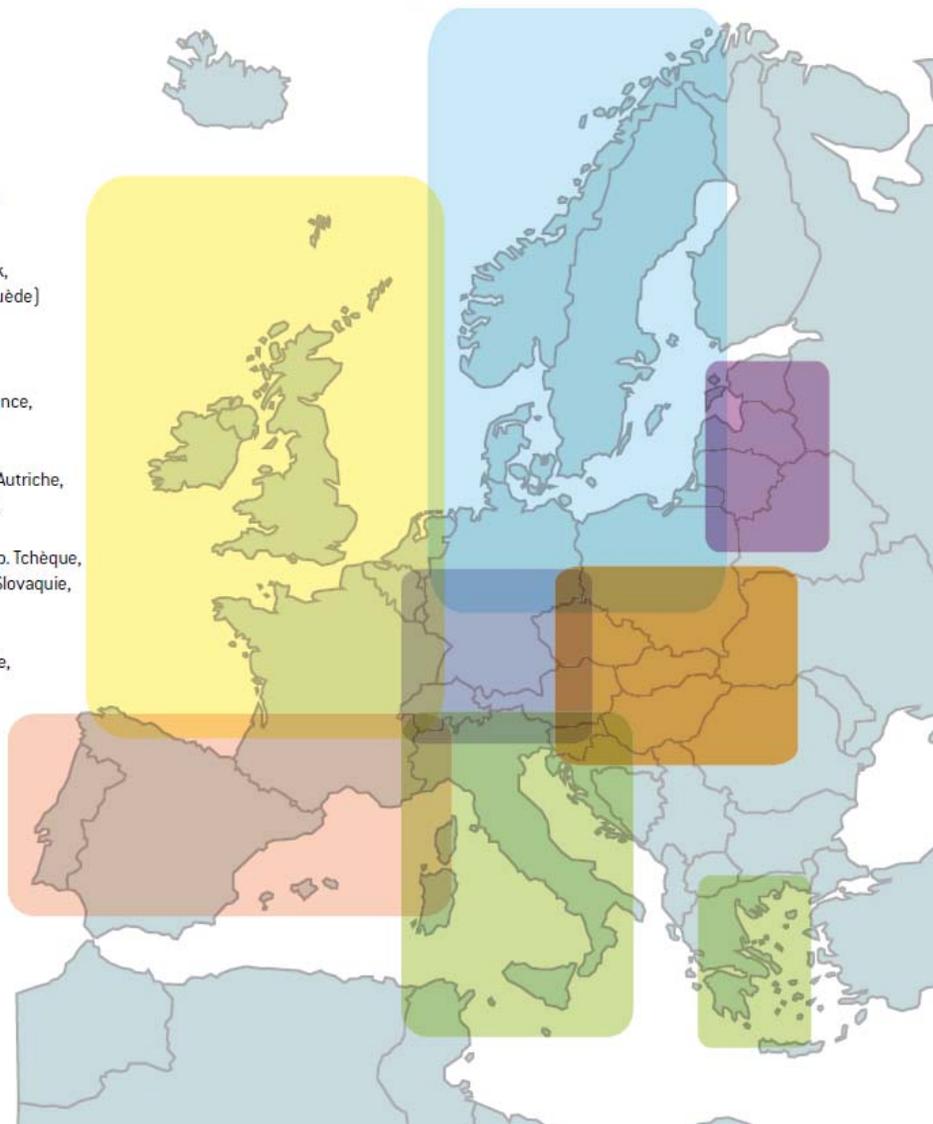
Bruxelles demande la suppression des tarifs réglementés : ce non respect des règles de marché ne correspond pas à un Service d'Intérêt Économique Général, mais s'apparente à une aide publique.

# L'EREGG instaure un processus d'intégration des marchés électriques européens :

## Les initiatives régionales électricité

Source : EREGG

- Centre-Ouest** (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas)
- Nord** (Allemagne, Danemark, Finlande, Norvège, Pologne, Suède)
- France-RU-Irlande**
- Sud-Ouest** (Espagne, France, Portugal)
- Centre-Sud** (Allemagne, Autriche, France, Grèce, Italie, Slovaquie)
- Centre-Est** (Autriche, Rép. Tchèque, Allemagne, Hongrie, Pologne, Slovaquie, Slovaquie)
- Baltique** (Estonie, Lettonie, Lituanie)

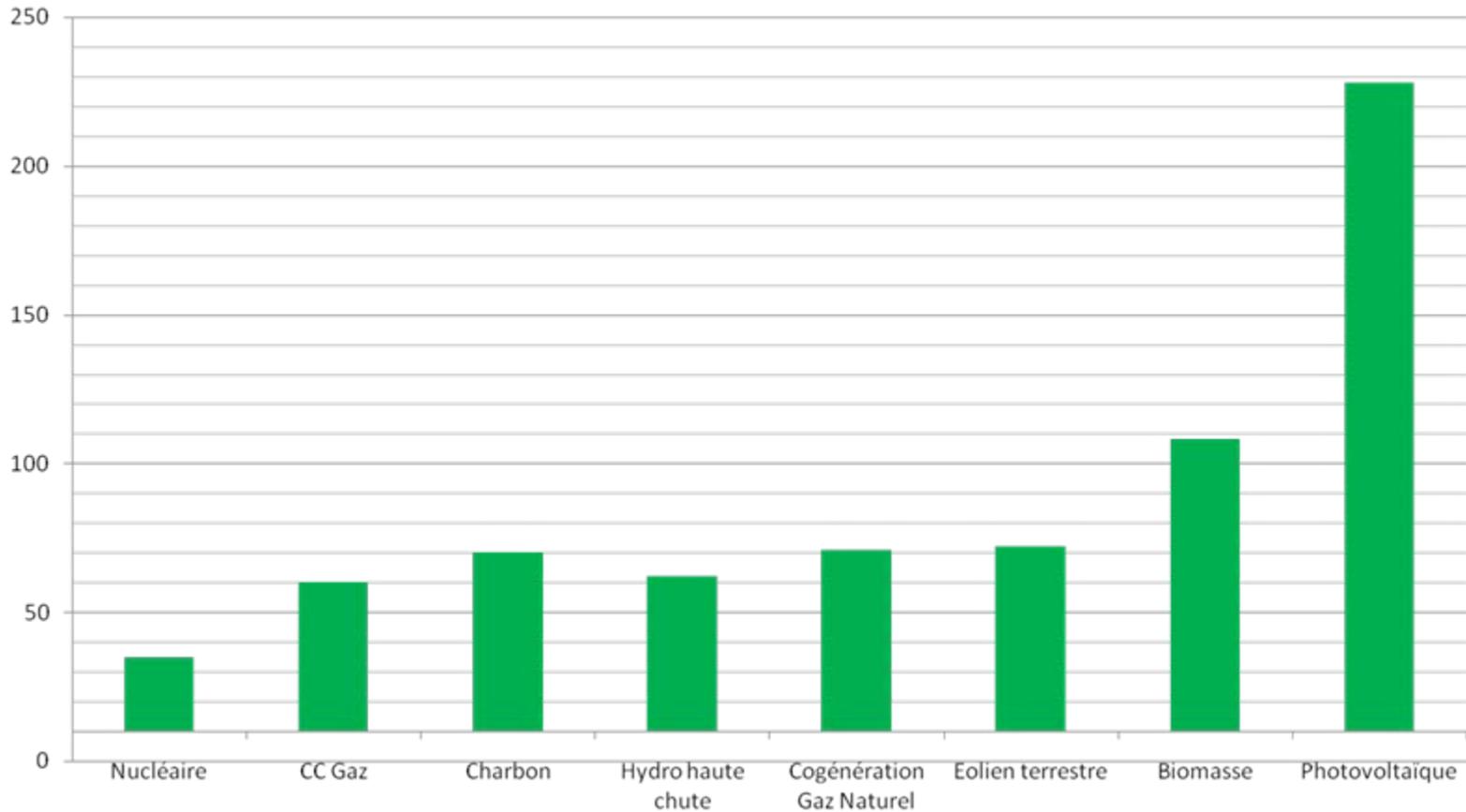


## 4 – Les inconnues institutionnelles en France

- soutien aux gros consommateurs d'électricité (compétitivité de l'économie française)  
(consortium Exeltium pour des industriels électro intensifs)
  - soutien au processus concurrentiel  
(mise en concurrence des concessions hydroélectriques)
  - fin du TaRTAM (au 1<sup>er</sup> juillet 2010) ?
- suppression des tarifs réglementés industriels (verts, et partie des jaunes) ?
- attribution réglementée de la production nucléaire de base à tous les fournisseurs ?
- soutien à la production d'électricité verte, à la réduction d'émissions de CO<sub>2</sub>, à une plus grande efficacité énergétique
- mise en place par la CRE de mécanismes d'incitation aux investissements en capacités de pointe et en capacités d'interconnexion ?

**La cohérence entre toutes ces mesures envisageables n'apparaît pas à l'évidence.**

# Comparaison des coûts de référence de différents modes de production d'électricité coûts pour mise en service en 2012 (en €/MWh) (PPI 2009)

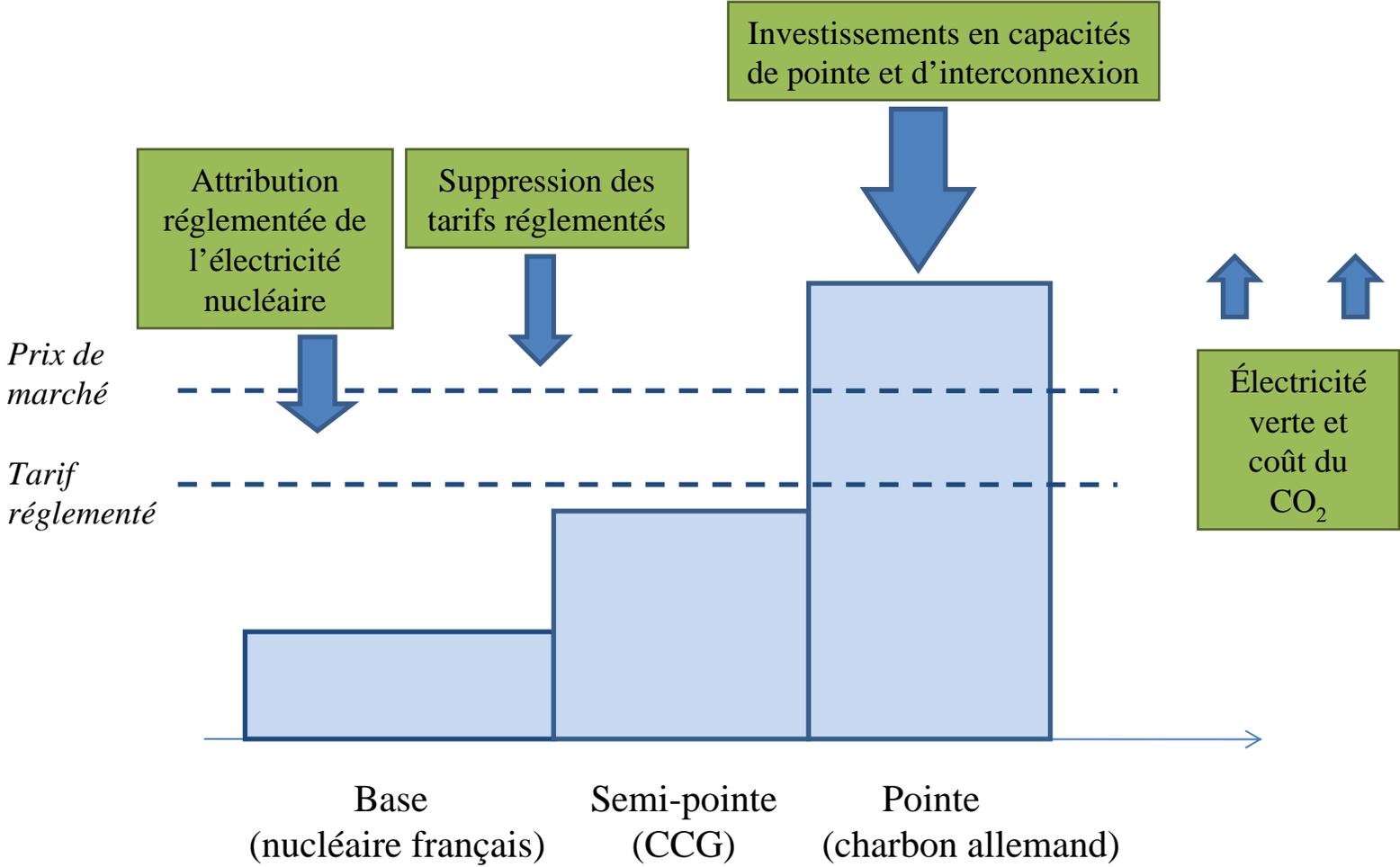


Durées optimales d'utilisation :  
Nucléaire : 6000-8700 h  
CC Gaz : 2000-4700 h  
Charbon PTF : 4700-6000 h  
Hydroélectricité haute chute : 3500 h  
Éolien terrestre : 2400 h  
Biomasse : 6000-8700 h  
Solaire photovoltaïque : 2028 h

## Principales expériences d'incitation à des investissements en capacités de pointe

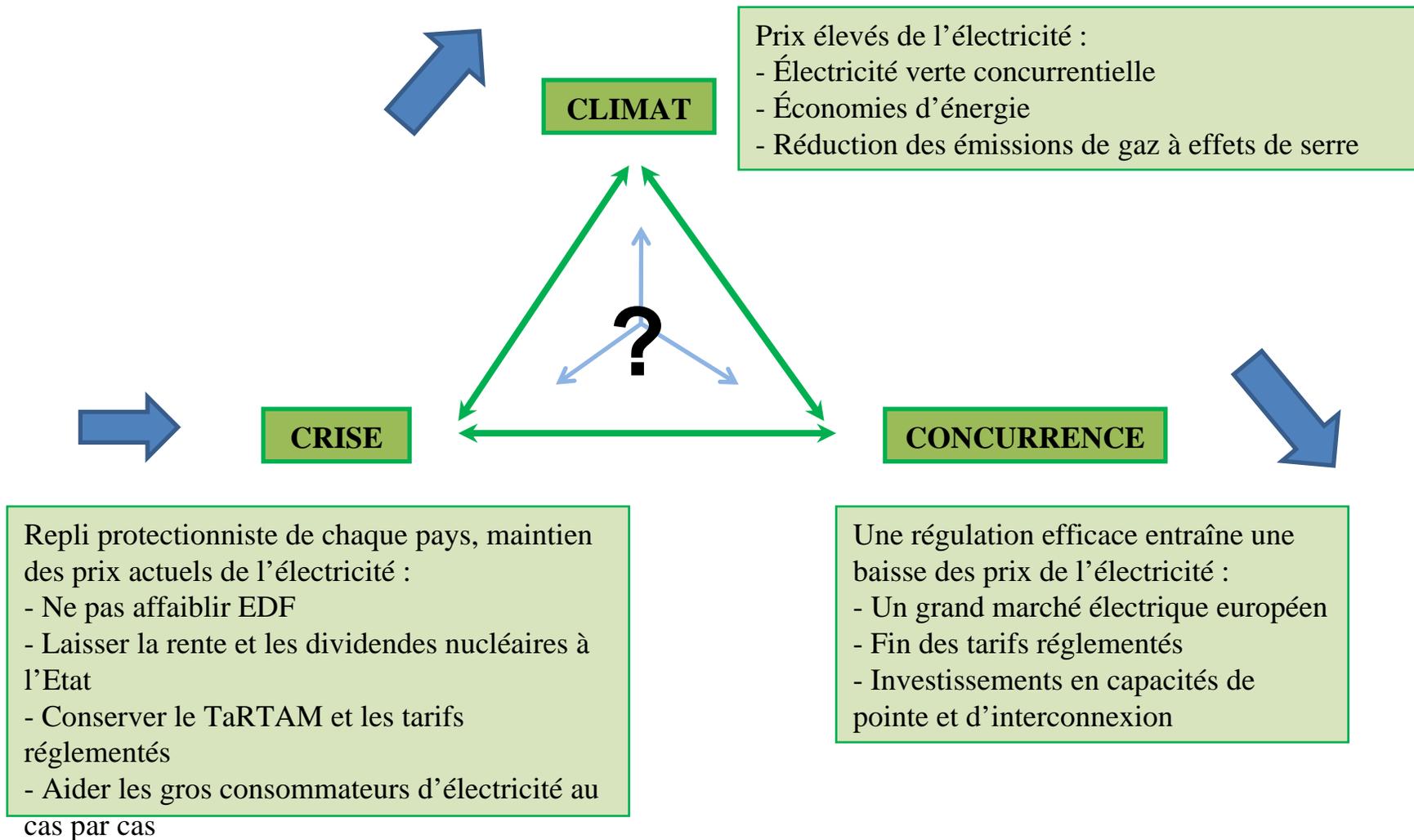
Commandes publiques de réserves stratégiques	Prix de capacité de pointe	Obligation de capacité de réserve faite à chaque fournisseur et marché de ces capacités
<p>Capacité que le producteur s'engage à ne pas mettre sur le marché sauf si demandé par le gestionnaire du réseau ; rémunération annuelle des capacités, et rémunération de l'éventuelle énergie appelée</p>	<p>Prix rémunérateur fixé par le régulateur, incitant à investir librement</p>	<p>Taux de réserve obligatoire pour chacun des fournisseurs, avec possibilité de mettre aux enchères ces capacités</p>
<p>France, Portugal, Suède, Norvège, Grande-Bretagne</p>	<p>Espagne, Italie, Chili, Argentine, Pérou, Colombie, Nouvelle-Zélande</p>	<p>PJM (14 états du nord est des Etats-Unis), New York, New England</p>

# Les principaux facteurs susceptibles d'influer sur le prix de l'électricité :



Une tentative de synthèse :

## 5 – Trois scénarios envisageables



## 6 - Conclusion

- ❑ La crise économique actuelle tire les prix à la baisse, conjoncturellement, mais prive les producteurs d'électricité d'une partie de leurs capacités financières.
  - ❑ Les objectifs politiques d'une plus grande ouverture concurrentielle de l'industrie électrique française et européenne, d'un plus grand respect de l'environnement, d'une meilleure compétitivité de l'économie nationale et d'une plus grande sécurité d'approvisionnement en énergie semblent difficiles à concilier.
  - ❑ Des progrès certains sont attendus d'une meilleure régulation du secteur électrique français et européen (tout particulièrement : incitations aux investissements en capacités de pointe et capacités d'interconnexion) ; les retours d'expérience de différents pays, dans ce domaine, semblent favorables à une baisse des prix de l'électricité.
-

## Pour aller plus loin :

- Angelier J.P. : *Économie des industries de réseau*. Presses Universitaires de Grenoble. 2007, 123p.
  - **Boiteux M.** : Les Ambiguïtés de la concurrence ; EDF et la libéralisation du marché de l'électricité. *Futuribles*, mai 2007, p5-16. (disponible sur le site <http://www.cfe-energies.com>)
  - Carrez G. : Rapport sur le *Projet de Loi de Finances pour 2009*. Annexe n°14 : Écologie, Développement et Aménagement Durables, Énergie ; Rapporteur : A. Cacheux, 64 p.
  - **Champsaur P.** : Rapport de la Commission sur *l'Organisation du Marché de l'Électricité*, Avril 2009, 35p.
  - Chevalier J.M., Percebois J. : *Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et la France*. Rapport au Conseil d'Analyse Économique. La Documentation Française, 2007, 109p.
  - CRE : *Le Fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel en 2007*. Rapport de surveillance. Décembre 2008, 167 p.
  - CRE : *Rapport d'activité 2008, 2009*, 108p.
  - CRE : *Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz*, 1<sup>er</sup> trimestre 2009, 48p.
  - DGEMP : *Coûts de référence de la production électrique*, 2003, 31p.
  - DGEMP : *Coûts de référence de la production électrique ; 2<sup>ème</sup> partie : moyens de production décentralisés*. 2004, 79p.
  - Lenoir J.C. : Rapport sur la consultation organisée dans le cadre du Conseil Supérieur de l'Électricité et du Gaz sur *l'Ouverture des marchés de l'énergie au 1<sup>er</sup> juillet 2007*, Mai 2006, 16p.
  - MEEDDAT : Rapport au Parlement sur la *Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, période 2009-2020*. 2008, 132p.
  - Prévot H. : Rapport d'enquête sur *les Prix de l'Électricité*, Inspection Générale des Finances et Conseil Général des Mines. Octobre 2004, 46p.
  - RTE : Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2009, 172p.
  - **Spector D.** : *Électricité : faut-il désespérer du marché ?* CEPREMAP, Éditions Rue d'Ulm, 2007, 56p.
-